



Research and
Development Center

最新电价政策调整解读与影响分析

电力行业

2021年08月01日

证券研究报告

行业研究

行业事项点评

电力 行业

投资评级 看好

上次评级 看好

左前明 能源行业首席分析师

执业编号: S1500518070001

联系电话: +86 10 83326795

邮箱: zuoqianming@cindasc.com

信达证券股份有限公司

CINDA SECURITIES CO., LTD

北京市西城区闹市口大街9号院1号楼

邮编: 100031

最新电价政策调整解读与影响分析

2021年08月01日

本期内容提要:

- 7月28日,国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》(发改价格〔2021〕1093号),要求在保持销售电价总水平基本稳定的基础上,进一步完善目录分时电价机制,更好引导用户削峰填谷、改善电力供需状况、促进新能源消纳,为构建以新能源为主体的新型电力系统、保障电力系统安全稳定经济运行提供支撑。
- 我们分析认为:居民生活电价水平或有所上涨。工商业用电方面,预计各省平均电价水平基本稳定,但分时差异将明显拉大。东北、华中、西南将出台分时电价政策,其中江西、湖南、广西、重庆、四川、贵州、黑龙江工商业尚无分时电价,但日最大峰谷差率大于40%,将受到较大影响。华北(天津、河北、山西)、浙江、宁夏目前峰谷电价水平较要求的峰谷电价价差较远,未来将进一步提高峰谷价差水平。
- 峰谷价差拉大,利好五类主体:(1)用户侧储能主要通过峰谷价差套利,将受益于峰谷价差拉大。(2)综合能源服务企业能够为电力用户提供专业化的用电方案,降低用电成本,峰谷价差拉大将扩大用户对综合能源服务需求。(3)能够灵活调整生产计划或本身就在低谷电价时段组织生产的工业企业不仅能通过负荷转移而节约用电成本,而且能够通过参与需求响应等方式进一步获取收益。(4)火电机组具有自主调节能力,加大峰谷价差,火电企业将推动发电量从低电价时段向高电价时段转移,有望迎来一定程度的业绩修复。(5)煤炭企业受益于火电企业业绩修复,在当前供需紧平衡背景下,高煤价的可接受性提高。商业企业用电高峰与高峰/尖峰电价时段高度重合,且负荷难以转移,预计峰谷价差拉大将对其产生负面影响。
- 电力体制改革的核心是还原电力的商品属性。无论是中央加快完善分时电价机制,还是部分省(市)允许煤电成交价格较基准价上浮,我们认为均是加速构建市场化电价体系的重要政策信号。中长期来看,电价上涨是大概率事件,但会分步骤、有限度的进行,预计会从分时电价机制、基础价+浮动价机制等方面逐步向上调整。一是用电量持续高速增长,未来2-3年电力供需将有趋紧态势,当前电力市场价格已出现边际上涨。二是降电价政策进入尾声,2018年至今我国已连续4年降电价,从最初的发电、电网企业、政府让利,收敛至电网企业单独让利,再收敛至今年以清理转供电环节加价为主的降电价方式,表明降电价政策已进入尾声。三是新能源大规模发展,消纳新能源带来的系统成本快速上升,需要通过涨电价进行疏导。四是煤炭供需偏紧、趋紧的客观形势,需要通过电价上涨来传导。
- 若电价进一步上调,将缓解电力企业压力,对煤炭价格上涨形成利好,同时也有利于新能源的消纳。
- 风险因素:政策落地不及预期。

目 录

国家发改委完善分时电价机制.....	4
分时电价政策影响分析.....	5
1、对当前电价体系的影响.....	5
2、影响范围及影响程度.....	5
3、行业受益与受损情况.....	8
我国电价政策前瞻.....	9
风险因素.....	9

表 目 录

表 1: 优化分时电价的主要内容.....	4
表 2: 优化分时电价的执行机制.....	4
表 3: 各省市不同用电类型的峰谷价倍数.....	7

图 目 录

图 1: 我国电价体系及时电价影响.....	5
图 2: 北京全年日最高、最低负荷曲线 (MW).....	6
图 3: 黑龙江全年日最高、最低负荷曲线 (MW).....	6
图 4: 上海全年日最高、最低负荷曲线 (MW).....	6
图 5: 浙江全年日最高、最低负荷曲线 (MW).....	6
图 6: 江西全年日最高、最低负荷曲线 (MW).....	6
图 7: 湖南全年日最高、最低负荷曲线 (MW).....	6
图 8: 广西全年日最高、最低负荷曲线 (MW).....	6
图 9: 海南全年日最高、最低负荷曲线 (MW).....	6
图 10: 重庆全年日最高、最低负荷曲线 (MW).....	7
图 11: 四川全年日最高、最低负荷曲线 (MW).....	7
图 12: 贵州全年日最高、最低负荷曲线 (MW).....	7

国家发改委完善分时电价机制

7月28日，国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》（发改价格〔2021〕1093号），要求在保持销售电价总水平基本稳定的基础上，进一步完善目录分时电价机制，更好引导用户削峰填谷、改善电力供需状况、促进新能源消纳，为构建以新能源为主体的新型电力系统、保障电力系统安全稳定经济运行提供支撑。

政策内容上，主要进行三点调整：（1）完善峰谷电价机制。要求上年或当年预计最大系统峰谷差率超过40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于4:1；其他地方原则上不低于3:1。（2）建立尖峰/深谷电价机制。尖峰电价的时段根据前两年当地电力系统最高负荷95%及以上用电负荷出现的时段合理确定，其电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于20%。深谷电价主要面向热电联产机组和可再生能源装机占比大、电力系统阶段性供大于求矛盾突出的地方，参照尖峰电价机制建立。同时，要求二者与电力需求侧管理政策衔接协同。（3）健全季节性电价机制。日内用电负荷或电力供需关系具有明显季节性差异的地方，分季节划分峰谷时段，合理设置季节性峰谷电价价差；鼓励北方地区研究制定季节性电采暖电价政策（拉长低谷时段、降低谷段电价等）。

表1：优化分时电价的主要内容

	主要要求
完善峰谷电价机制	<ul style="list-style-type: none"> 峰谷时段：统筹考虑电力供需状况、系统用电负荷特性、新能源装机占比、系统调节能力等因素，确定峰谷时段。将系统供需紧张、边际供电成本高的时段确定为高峰时段，反之为低谷段。 峰谷电价价差：上年或当年预计最大系统峰谷差率超过40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于4:1；其他地方原则上不低于3:1。
建立尖峰/深谷电价机制	<ul style="list-style-type: none"> 推行尖峰电价机制：结合实际情况在峰谷电价的基础上推行尖峰电价机制。尖峰时段根据前两年当地电力系统最高负荷95%及以上用电负荷出现的时段合理确定，并考虑当年电力供需情况、天气变化等因素灵活调整；尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于20%。 首次提出建立深谷电价机制：热电联产机组和可再生能源装机占比大、电力系统阶段性供大于求矛盾突出的地方，可参照尖峰电价机制建立深谷电价机制，但未对其价格提出量化要求。 尖峰电价、深谷电价机制与电力需求侧管理政策衔接协同。
健全季节性电价机制	<ul style="list-style-type: none"> 日内用电负荷或电力供需关系具有明显季节性差异的地方，进一步建立健全季节性电价机制，分季节划分峰谷时段，合理设置季节性峰谷电价价差；水电等可再生能源比重大的地方，要统筹考虑风光水多能互补因素，进一步建立健全丰枯电价机制，丰、枯时段应结合多年来水、风光出力特性等情况合理划分，电价浮动比例根据系统供需情况合理设置。 鼓励北方地区研究制定季节性电采暖电价政策，通过适当拉长低谷时段、降低谷段电价等方式，推动进一步降低清洁取暖用电成本，有效保障居民冬季清洁取暖需求。

资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

执行机制上，亦作出三点要求：（1）执行范围主要面向工商业用户，在有条件的地方可推广居民分时电价。（2）电力现货市场建立后，将参考现货市场分时电价信号进行动态调整。（3）当前的中长期电力市场用户带用电曲线签订交易合同，峰谷价差不得低于目录分时电价水平。文件要求在电力现货市场尚未运行的地方，要完善中长期市场交易规则，指导市场主体签订中长期交易合同时申报用电曲线、反映各时段价格，原则上峰谷电价价差不得低于目录分时电价的峰谷电价价差。

表2：优化分时电价的执行机制

	主要要求
执行范围	<ul style="list-style-type: none"> 主要面向工商业用户：将分时电价机制执行范围扩大到除国家有专门规定的电气化铁路牵引用电外的执行工商业电价的电力用户；对部分不适宜错峰用电的一般工商业电力用户，可研究制定平均电价（执行分时电价用户的平均用电价格），由用户自行选择执行。 加强居民分时电价推广：有条件的地方，要按程序推广居民分时电价政策，逐步拉大峰谷电价价差。
动态调整机制	<ul style="list-style-type: none"> 参考电力现货市场分时电价信号，适时调整目录分时电价时段划分、浮动比例。

市场化电力用户执行方式

- 电力现货市场尚未运行的地方，要完善中长期市场交易规则，指导市场主体签订中长期交易合同时申报用电曲线、反映各时段价格，原则上**峰谷电价价差**不低于目录分时电价的峰谷电价价差。
- 市场交易合同未申报用电曲线或未形成分时价格的，结算时购电价格应按目录分时电价机制规定的峰谷时段及浮动比例执行。

资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

资金使用上，要求电网企业对分时电价收入情况单独归集、单独反映，产生的盈亏在下一监管周期省级电网输配电价核定时统筹考虑。预计在执行存在盈余时，资金将主要用于激励用户需求响应；执行存在亏损时，将在下一监管周期省级电网输配电价核定时予以补偿。分时电价的有效实施有赖于电网企业客观、准确的执行反馈，因此对电网企业实施独立账户管理提出要求，是提高评估可信度的重要手段。上述资金使用机制可确保电网企业不因执行亏损而垫付资金，鼓励其做好反馈工作。

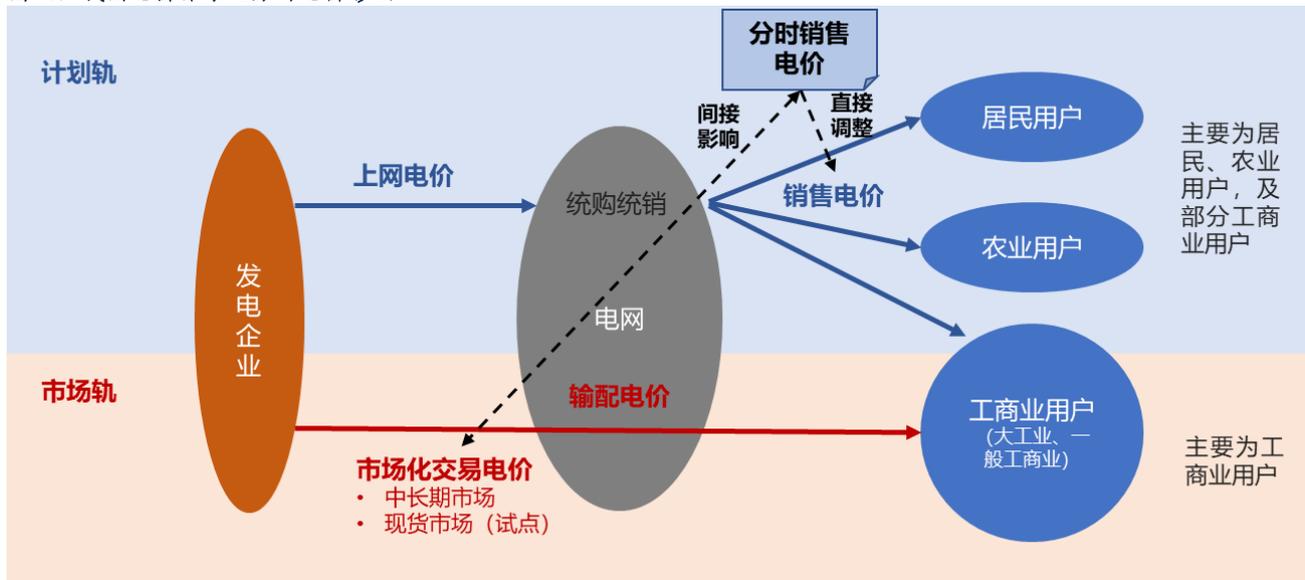
分时电价政策影响分析

1、对当前电价体系的影响

我国电价体系呈现“双轨制”特征。计划轨主要面向居民、农业用户和部分工商业用户，由电网企业统购统销，发电企业售电执行上网电价，电网企业售电执行销售电价，两类电价均由发改委核定。市场轨主要面向工商业用户，由发电企业和用户通过市场化电价进行直接交易，根据使用电网资源情况，向电网企业支付有关输配电价。目前主要开展中长期市场交易，现货市场处于试点之中。

分时电价机制对“双轨”产生不同影响：对于“计划轨”的销售电价进行了直接调整。按照文件要求，将主要针对工商业用户建立健全分时电价机制；在有条件的地方，按程序推广居民分时电价政策。对于“市场轨”的市场化交易电价产生间接影响。当前，现货市场尚未建立，要求中长期电力市场用户带用电曲线签订交易合同，峰谷价差不得低于目录分时电价水平；未来电力现货市场建立后，分时销售电价将参考电力现货市场分时价格信号进行动态调整。

图 1：我国电价体系及分时电价影响



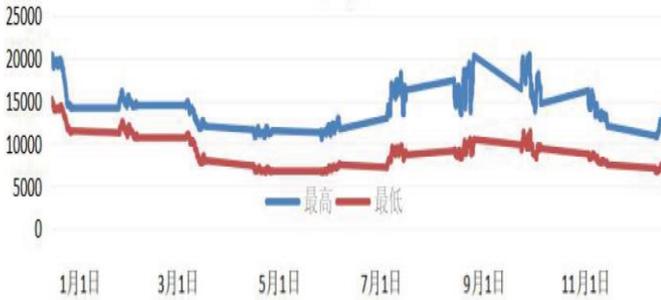
资料来源：信达证券研发中心

2、影响范围及影响程度

约 1/3 省份日最大峰谷差大于 40%。根据 2020 年 11 月国家发改委披露的《各省级电网典型电力负荷曲线》，大致可测算各省峰谷差情况，日最大峰谷差超过 40% 的省（市）主要位于中东部和西南地区，包括北京、黑龙江、

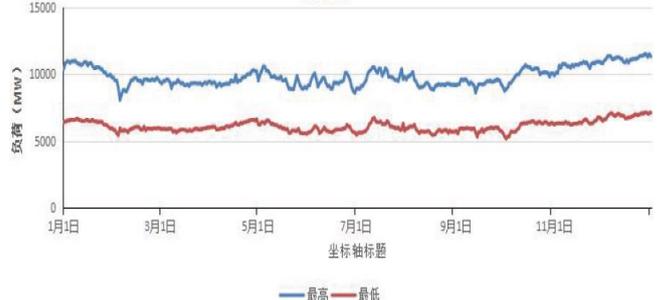
上海、浙江、江西、湖南、广西、海南、重庆、四川、贵州 11 省（市）。需要特别说明的是，由于文件中曲线清晰度有限，因而测算日峰谷差率存在一定误差，但对于上述结论影响有限。

图 2：北京全年日最高、最低负荷曲线（MW）



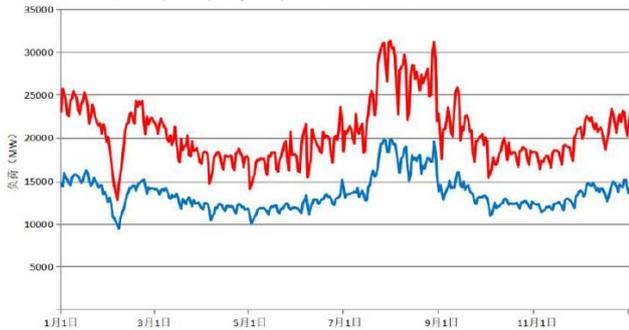
资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

图 3：黑龙江全年日最高、最低负荷曲线（MW）



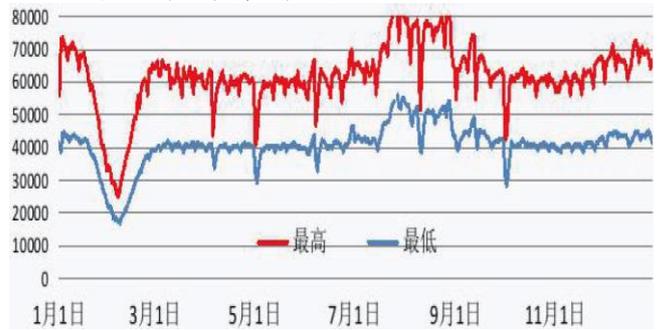
资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

图 4：上海全年日最高、最低负荷曲线（MW）



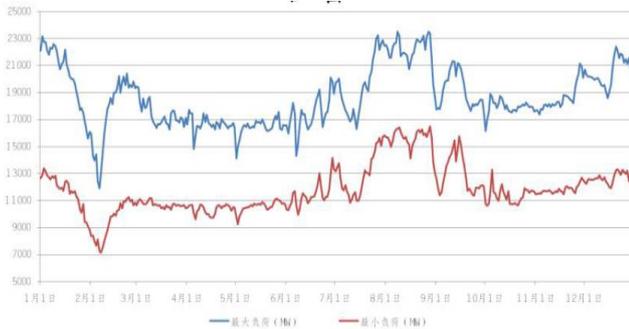
资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

图 5：浙江全年日最高、最低负荷曲线（MW）



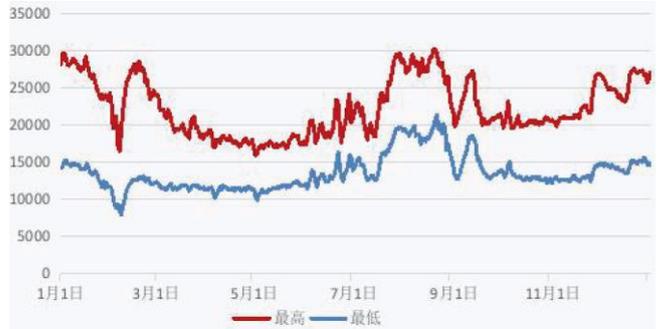
资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

图 6：江西全年日最高、最低负荷曲线（MW）



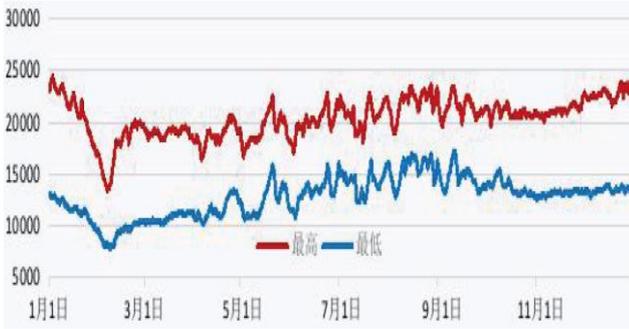
资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

图 7：湖南全年日最高、最低负荷曲线（MW）



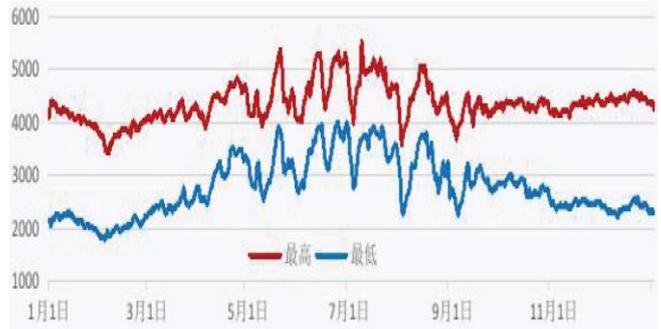
资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

图 8：广西全年日最高、最低负荷曲线（MW）

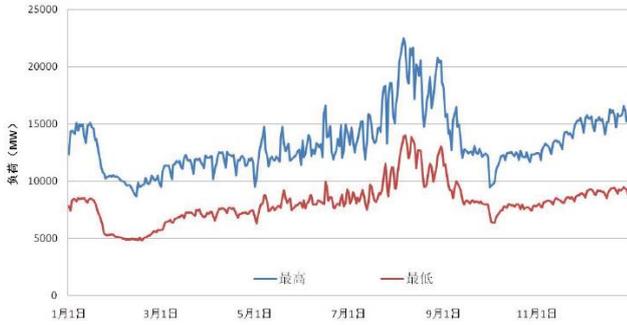


资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

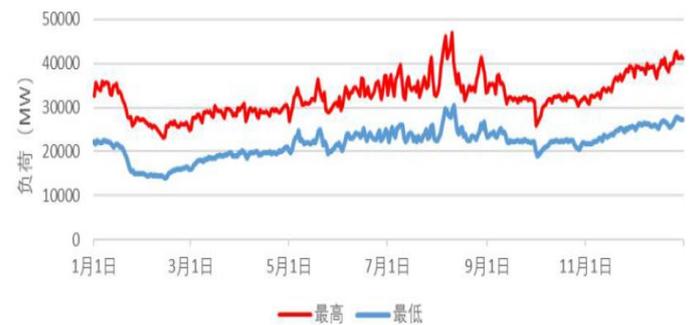
图 9：海南全年日最高、最低负荷曲线（MW）



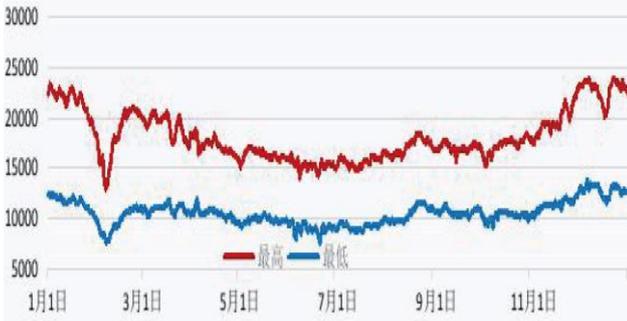
资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

图 10: 重庆全年日最高、最低负荷曲线 (MW)


资料来源: 国家发改委, 信达证券研发中心

图 11: 四川全年日最高、最低负荷曲线 (MW)


资料来源: 国家发改委, 信达证券研发中心

图 12: 贵州全年日最高、最低负荷曲线 (MW)


资料来源: 国家发改委, 信达证券研发中心

居民生活用电: 6 个省级电网设置了分时电价, 峰谷电价倍数算数平均值为 **1.928**。居民用电量增速快, 且夏季制冷、冬季采暖负荷是高峰/尖峰用电的主要来源, 而当前仅有 6 个省级电网设置了分时电价, 且峰谷价倍数在各类用电中最低, 因此预计各省将逐步推行居民生活分时电价机制。考虑到我国居民生活用电价格远低于国际水平的现状, 加之交叉补贴已难以为继, 预计推行分时电价后, **居民生活平均电价或将有所上涨**。

农业生产用电: 7 个省级电网设置了分时电价, 峰谷电价倍数算数平均值为 **2.562**。因农业用电占比低(2020 年, 农、林、牧、渔业用电量占全社会用电量 1.9%), 且本次政策未有涉及, 预计未来电价变化不大。

工商业 (单一制): 18 个省级电网设置了分时电价, 峰谷电价倍数算数平均值为 **2.779**。**工商业 (两部制):** 17 个省级电网设置了分时电价, 峰谷电价倍数算数平均值为 **3.111**。上述峰谷价差大致符合不低于 **3:1** 的政策要求下限, 但由于存在结构性、地区性差异, 预计未来变化趋势如下:

- 各省平均电价水平基本稳定, 但分时差异将明显拉大。政策要求“保持销售电价总水平基本稳定”, 预计各省将通过上调高峰电价、增设尖峰电价、下调低谷电价、增设深谷电价等方式拉大电价差, 但平均电价水平不会有明显变化。
- 预计东北、华中、西南将出台分时电价政策。其中江西、湖南、广西、重庆、四川、贵州、黑龙江工商业尚无分时电价, 但日最大峰谷差率大于 40%, 将受到较大影响。
- 华北 (天津、河北、山西)、浙江、宁夏目前峰谷电价水平较要求的峰谷电价价差较远, 未来将进一步提高峰谷价差水平。

表 3: 各省市不同用电类型的峰谷价倍数

用电类型	居民生活	农业生产	工商业 (单一制)	工商业 (两部制)	日最大峰谷差率 > 40%
北京		2.872	5.037	3.016	✓
天津		2.578	2.634	2.542	

河北（冀北电网）	1.704		2.234	2.232	
河北（河北电网）	1.704		2.239	2.237	
山西			2.449	2.480	
内蒙古（蒙东）					
内蒙古（蒙西）					
辽宁					
吉林					
黑龙江					✓
上海	2.008	2.010	2.119	3.922	✓
江苏			3.688	4.138	
浙江	1.759	2.341	2.469	2.612	✓
安徽					
福建					
江西					✓
山东	1.482		2.829	2.807	
河南			2.934	2.940	
湖北					
湖南					✓
广东			3.381	3.573	
广西					✓
海南				3.111	✓
重庆					✓
四川					✓
贵州					✓
云南			2.484	2.824	
西藏			1.096		
陕西		2.839	2.767	3.784	
甘肃	2.907	2.963	2.852		
青海			2.807	3.895	
宁夏		2.328	2.235	2.208	
新疆			3.771	4.559	
算数平均值:	1.928	2.562	2.779	3.111	

资料来源：各省发改委，信达证券研发中心

3、行业受益与受损情况

峰谷价差拉大，利好五类主体：（1）用户侧储能主要通过峰谷价差套利，将受益于峰谷价差拉大。（2）综合能源服务企业能够为电力用户提供专业化的用电方案，降低用电成本，峰谷价差拉大将扩大电力用户对综合能源服务需求。（3）能够灵活调整生产计划（移动用电负荷）的工业企业不仅能够通过将高电价时段的负荷移动到低电价

时段,从而节约用电成本,而且能够通过参与需求响应等方式进一步获取收益。(4)火电机组具有自主调节能力,加大峰谷价差,火电企业将推动发电量从低电价时段向高电价时段转移,有望迎来一定程度的业绩修复。(5)煤炭企业受益于火电企业业绩修复,在当前供需紧平衡背景下,煤价有望保持高位运行。

商业企业用电高峰与高峰/尖峰电价时段高度重合,且负荷难以转移,预计峰谷价差拉大将对其产生负面影响。

我国电价政策前瞻

电力体制改革的核心是还原电力的商品属性。近期无论是中央加快完善分时电价机制,还是部分省(市)允许煤电成交价格较基准价上浮,我们认为均是加速构建市场化电价体系的重要政策信号。2019年10月,国家发改委发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》,文件提出:一是将现行标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制,基准价按各地现行燃煤发电标杆上网电价确定,浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%。二是现执行标杆上网电价的燃煤发电电量中,具备市场交易条件的,上网电价由市场化方式在“基准价+上下浮动”范围内形成;暂不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户用电对应的电量,仍按基准价执行。三是燃煤发电电量中居民、农业用户用电对应的电量仍按基准价执行。四是已按市场化交易规则形成上网电价的燃煤发电电量,继续按现行市场化规则执行。五是取消煤电价格联动机制。该《意见》将自2020年1月1日起正式实施,但要求2020年暂不上浮,确保工商业平均电价只降不升。理论上,自2021年起,煤电价格能够较基准价上浮。7月22日,内蒙古自治区工信厅、内蒙古自治区发改委联合发布《关于明确蒙西地区电力交易市场价格浮动上限并调整部分行业市场交易政策相关事宜的通知》,提出自2021年8月起,蒙西地区电力交易市场燃煤发电电量成交价格在基准价(每千瓦时0.2829元)的基础上可以上浮不超过10%。内蒙此次调整煤电电价可上浮范围,释放了电价市场化调整的重要信号。

我们预计,中长期来看,电价上涨是大概率事件,但会分步骤、有限度的进行,会从分时电价机制、基础价+浮动价机制等方面逐步向上调整。背后原因主要有:一是用电量持续高速增长,我们判断未来2-3年电力供需将有趋紧态势,当前市场化交易电价已出现边际上涨趋势。今年6月,广东电力交易中心成交价差-19.1厘/千瓦时,创历史新低。二是降电价政策导向已进入尾声,2018年至今我国已连续4年降电价,从最初的发电、电网企业、政府让利,收敛至电网企业单独让利,再收敛至今年以清理转供电环节加价为主的降电价方式,表明降电价政策导向已进入尾声。三是新能源大规模发展,消纳新能源带来的系统成本快速上升,需要通过适时涨电价进行疏导。根据国网能源研究院初步测算表明,新能源电量渗透率超过15%后,系统成本进入快速增长临界点,2025年预计是2020年的2.3倍。四是煤炭开采成本逐年上升,且未来供需偏紧、趋紧的客观形势,需要通过电价上涨来传导。

风险因素

政策落地不及预期。

研究团队简介

左前明，中国矿业大学（北京）博士，注册咨询（投资）工程师，兼任中国信达能源行业首席研究员、业务审核专家委员，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

陈昕，清华大学电气工程硕士，北京大学国家发展研究院经济学双学士，曾任国网能源研究院研究员，工程师，具有四年实业研究经验，2020年8月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

周杰，煤炭科学研究总院采矿工程硕士，中国人民大学工商管理硕士，2017年5月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

杜冲，同济大学经济与管理学院硕士，曾任国泰君安证券研究所交通运输行业、煤炭开采行业分析师，擅长从行业基本面挖掘价值投资机会。2020年9月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

机构销售联系人

区域	姓名	手机	邮箱
全国销售总监	韩秋月	13911026534	hanqiuyue@cindasc.com
华北区销售	卞双	13520816991	bianshuang@cindasc.com
华北区销售	阙嘉程	18506960410	quejiacheng@cindasc.com
华北区销售	刘晨旭	13816799047	liuchenxu@cindasc.com
华北区销售	祁丽媛	13051504933	qiliyuan@cindasc.com
华北区销售	陆禹舟	17687659919	luyuzhou@cindasc.com
华东区销售	吴国	15800476582	wuguo@cindasc.com
华东区销售	国鹏程	15618358383	guopengcheng@cindasc.com
华东区销售	李若琳	13122616887	liruolin@cindasc.com
华东区销售	张琼玉	13023188237	zhangqiongyu@cindasc.com
华南区销售总监	王留阳	13530830620	wangliuyang@cindasc.com
华南区销售	陈晨	15986679987	chenchen3@cindasc.com
华南区销售	王雨霏	17727821880	wangyufei@cindasc.com
华南区销售	王之明	15999555916	wangzhiming@cindasc.com
华南区销售	闫娜	13229465369	yanna@cindasc.com
华南区销售	焦扬	13032111629	jiaoyang@cindasc.com

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 20% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~20%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在±5% 之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。